

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**федеральное государственное автономное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Специальность 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг»

Кафедра Атомных и тепловых электростанций

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>Проект энергоблока АЭС повышенной маневренности</b>

УДК 621.311.25:621.039.002.5.001.6(470.323)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5012	Дмитриев Виталий Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Антонова А.М.	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Сергейчик С.И.	к.т.н., доцент		

По разделу «АСУ ТП»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры автоматизации технологических процессов	Андык В.С.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Ю.А.	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры АТЭС	Вагнер М.А.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	Матвеев А.С.	к.т.н., доцент		

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг, специализация подготовки «Проектирование и эксплуатация атомных станций»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>Универсальные компетенции</b>		
Р1	Использовать методологические основы современной картины мира для научного познания и творчества, выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК- 1, ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Анализировать социально-значимые процессы и явления, экономические проблемы и общественные процессы, ответственно участвовать в общественно-политической жизни, применять методы социального взаимодействия на основе принятых моральных и правовых норм	Требования ФГОС (ОК-2, 5, 9), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и публично защищать результаты, владеть методами пропаганды научных достижений	Требования ФГОС (ОК-3 – 5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	Использовать системный подход в профессиональной деятельности, ставить цели и выбирать пути их достижения, обобщать, анализировать, критически осмысливать, систематизировать	Требования ФГОС (ОК-6, ПК-1), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р5	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию, развитию социальных и профессиональных компетенций, использовать полученные знания для обучения и воспитания новых кадров	Требования ФГОС (ОК-7 ПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р6	К достижению должного уровня физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности и должного уровня безопасности жизнедеятельности, в том числе, защиты персонала и населения от последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий	Требования ФГОС (ОК-8; ОПК-1, ПК-7, 19), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе, многонациональном, принимать ответственность за свои решения, в том числе, нестандартные, управлять коллективом, находить организационно-управленческие решения в нестандартных ситуациях	Требования ФГОС (ОК-10, 13, 14, ПК-3), Критерий 5 АИОР (пп.2.3, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
Р8	Использовать информационные технологии для работы с информацией, управления ею и создания новой информации; работать с информацией в глобальных компьютерных сетях, осознавать и соблюдать основные требования информационной безопасности	Требования ФГОС (ОК-12, ПК-2, 6, 13, 26, ПСК-1.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
	<b>Профессиональные компетенции</b>	
Р9	Понимать значимость своей специальности, стремиться к ответственному отношению к своей трудовой деятельности, демонстрировать особые компетенции, связанные с уникальностью задач, объектов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ПК-4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р10	Использовать глубокие математические, естественнонаучные знания в профессиональной деятельности с применением математического моделирования объектов и процессов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ОК-1, ПК-9 – 11), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р11	Проводить <i>инновационные</i> научные исследования систем и оборудования атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, участвовать во внедрении результатов исследований	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-5, 9, 14, 15, 16), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р12	Анализировать и использовать научно-техническую информацию, формулировать цели проекта, ставить и решать инновационные задачи <i>комплексного</i> инженерного анализа в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ПК-12; 17, 20), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р13	Выбирать, создавать и использовать оборудование атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, средства измерения теплофизических параметров и автоматизированного управления, защиты и контроля технологических процессов	Требования ФГОС (ОПК-3, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р14	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок систем и оборудования АС и ядерных энергетических установок, готовить исходные данные для выбора и обоснования научно-технических и организационных решений, выполнять <i>инновационные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых</i> и специальных знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов с учетом принципов и средств обеспечения ядерной и радиационной безопасности	Требования ФГОС (ПК-20, 21, 23 – 25, ПСК-1.5, 1.6, 1.8, 1.10), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р15	Разрабатывать проектную и рабочую техническую	Требования ФГОС (ПК-22),

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	документацию, оформлять законченные проектно-конструкторские работы в области проектирования АС	Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P16	Анализировать нейтронно-физические, технологические процессы и алгоритмы контроля, диагностики, управления и защиты, проводить нейтронно-физические, теплогидравлические и прочностные расчеты оборудования АС и его элементов в стационарных и нестационарных режимах работы	Требования ФГОС (ПК-27, 28, ПСК-1.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P17	Делать оценку ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации ядерных энергетических установок, а также при обращении с ядерным топливом и другими отходами	Требования ФГОС (ПК-29), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P18	Применять основы обеспечения оптимальных режимов работы ядерного реактора, тепломеханического оборудования и энергоблока АС в целом при пуске, останове, работе на мощности и переходе с одного уровня мощности на другой с соблюдением требований безопасности, выполнять типовые операции по управлению реактором и энергоблоком на функционально-аналитическом тренажере	Требования ФГОС (ПК- 28, 10, 11, , ПСК-1.14, 1.15), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P19	Анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС	Требования ФГОС (ПК-13,14), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P20	Осуществлять и анализировать технологическую деятельность как объект управления, организовывать рабочие места, обеспечивать их техническое оснащение, размещать технологическое оборудование, контролировать соблюдение технологической дисциплины и обслуживать технологическое оборудование, исследовать причины его неисправностей, принимать меры по их устранению	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P21	Составлять техническую документацию и организовывать экспертизу технической документации, составлять установленную отчетность по утвержденным формам, управлять малыми коллективами исполнителей, планировать работу персонала и фонды оплаты труда	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (пп. 2.2, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P22	Выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов ядерных энергетических установок, проводить анализ производственных затрат на обеспечение	Требования ФГОС (ПСК-1.11), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	необходимого качества продукции	<i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P23	Составлять и использовать тепловые схемы и математические модели процессов и аппаратов ядерно-энергетических и тепломеханических установок различных типов АС, готовить исходные данные для расчета тепловых схем	Требования ФГОС (ПСК-1.1, 1.3, 1.7), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P24	Проводить физические эксперименты на этапах физического и энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом	Требования ФГОС (ПСК-1.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P25	Применять на практике принципы организации эксплуатации современного оборудования и приборов АС, понимать принципиальные особенности стационарных и переходных режимов реакторных установок и энергоблоков и причины накладываемых ограничений при нормальной эксплуатации, при её нарушениях, при ремонте и перегрузках	Требования ФГОС (ПК-8, ПСК-1.12, 1.13), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Энергетический  
Направление подготовки (специальность) 14.05.02 Атомные станции: проектирование,  
эксплуатация и инжиниринг  
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**Дипломный проект**

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5012	Дмитриев Виталий Олегович

Тема работы:

**Проект маневренной АЭС**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20 января 2017 года

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

*Целью обзора являются способы снижения потребления электроэнергии на питательный насос в суточном графике работы АЭС. Привести сравнение возможных способов снижения мощности собственных нужд.*

*Предметом исследования является оценка экономического эффекта от внедрения гидромуфт на питательном насосе*

**Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов**

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).

- 1. Обоснование применение гидромуфт на питательном насосе;*
- 2. Рассмотрение системных требований к вновь вводимых энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-ТОИ;*
- 3. Применение тихоходных турбины для АЭС мощность свыше 1200 МВт.*
- 4. Разработка масляной схема гидромуфты;*
- 5. Компоновка энергоблока ВВЭР-1200 с тихоходной турбиной К-1200-6,8-25.*

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сергейчик С.И.
Социальная ответственность	Амелькович Ю.А
Автоматизация технологических процессов	Андык В.С.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10 июня 2016 года
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент кафедры АТЭС	Антонова А.М.	К.Т.Н.		10.06.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5012	Дмитриев Виталий Олегович		10.06.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5012	Дмитриев Виталий Олегович

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Специалист</b>	<b>Направление/специальность</b>	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проект энергоблока АЭС повышенной маневренности. Объект исследования: питательная установка
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).</li> </ul>	
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ влияния АЭС на окружающую среду</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul> <p>2.2. Анализ жизненного цикла объекта исследования</p> <p>2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды</p>	
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать питательный агрегат</p> <p>3.2. Анализ вероятных ЧС которые могут возникнуть при работе питательного агрегата</p>	



<p>3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.10.2016
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5012	Дмитриев Виталий Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5012	Дмитриев Виталий Олегович

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Специалист</b>	<b>Направление/специальность</b>	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<i>1. Характеристика объекта исследования</i>	<i>Проект энергоблока АЭС повышенной маневренности. Объект исследования: питательная установка</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Ежегодный расход ядерного топлива для реактора ВВЭР-1200 рассчитать в соответствии с основными показателями энергоблока</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка капиталовложений в оборудование, снижающее потребление собственных нужд</i>	<i>Оценку капитальных вложений в оборудование, монтаж и настройки произвести с использованием открытых источников</i>
<i>2. Оценка годовых издержек на АЭС</i>	<i>Произвести оценку годовых издержек на АЭС согласно расчетной методике, рассмотренной в методическом пособии</i>
<i>3. Определение экономического эффекта от внедрения новой техники</i>	<i>Рассчитать себестоимость отпущенной электроэнергии до внедрения новой техники и после, найти разницу</i>
<i>4. Определение срока окупаемости капитальных вложений</i>	<i>Расчет срока окупаемости произвести с учетом ставки дисконтирования</i>
<i>5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности инженерных решений</i>	<i>Сделать окончательные выводы и привести аргументы об экономической эффективности использования новой техники</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.10.2016
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент кафедры менеджмента	Сергейчик С.И.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5012	Дмитриев Виталий Олегович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 29 рисунков, 25 таблиц, 35 источников, 8 приложений.

Ключевые слова: атомная станция, маневренность, гидромурфта, теплоноситель, насыщенный пар, паротурбинная установка.

Объектом исследования является атомная станция с улучшенными характеристиками маневренности, предназначенная для генерации электрической и тепловой энергии в суточном графике регулирования.

Цель работы – оптимизация работы АЭС в режимах суточного регулирования.

В процессе выполнения проекта проводились исследования экономического эффекта от внедрения гидромурфты на приводе питательных насосов.

В результате исследования подтверждены ожидания экономического эффекта, определена экономия электрической энергии на собственные нужды.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 2
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	7
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	8
2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	11
2.1. Системные требования к регулировочным характеристикам вновь вводимых энергоблоков АЭС .....	11
2.2. Выбор турбоустановки .....	13
2.3. Выбор способа регулирования расхода питательной воды .....	15
2.4. Постановка задачи .....	22
2.5. Исходные данные .....	23
2.6. Выбор дополнительных исходных данных .....	24
3. АНАЛИЗ И РАСЧЕТЫ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ .....	25
3.1. Анализ принципиальной тепловой схемы АЭС ВВЭР-ТОИ .....	25
3.2. Расчет принципиальной тепловой схемы на режим 100% .....	26
3.3. Расчет принципиальной тепловой схемы на режим 50% .....	56
4. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	66
4.1. Принцип действия и основные характеристики гидромуфт .....	66
4.2. Расчет маслоохладителя гидромуфты .....	71
4.3. Гидравлический расчет масляной системы гидромуфты .....	74
4.4. Оценка расхода электроэнергии на собственные нужды питательной установки .....	78
5. РАЗРАБОТКА ВОПРОСОВ КОМПОНОВКИ ЭНЕРГОБЛОКА .....	87
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	90
6.1. Планирование капиталовложений в установку гидромуфт .....	90
6.2. Расчет ежегодных эксплуатационных издержек на АЭС .....	90
6.3. Оценка экономического эффекта от внедрения гидромуфт .....	94
6.3. Определение срока окупаемости гидромуфт .....	94
7. АВТОМАТИЗАЦИЯ .....	96

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 3
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.1. Система автоматического регулирования питательной установки .....	96
7.2. Определение объема автоматизации питательной установки.....	97
7.3. Разработка схемы автоматизации питательной установки.....	98
<b>8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>100</b>
8.1. Профессиональная социальная безопасность .....	100
8.1.1. Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации питательной установки .....	101
8.1.2. Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации питательной установки .....	106
8.2. Экологическая безопасность.....	109
8.2.1. Анализ влияния АЭС на окружающую среду.....	109
8.2.2. Анализ «жизненного цикла» объекта исследования .....	110
8.2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	110
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	112
8.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать агрегат .....	112
8.3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при работе агрегата ...	113
8.3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС .....	113
8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	114
8.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства .....	114
8.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	115
<b>9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>119</b>
<b>10. ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>120</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>121</b>

Графический материал:

ФЮРА. 624100.002 ТЗ Принципиальная тепловая схема

ФЮРА. 624100.003 МЧ Продольное сечение блока

ФЮРА. 624100.004 МЧ Горизонтальное сечение блока

ФЮРА. 624100.005 МЧ Установочный чертеж агрегата ПЭН

ФЮРА. 624100.006 Г3 Маслосистема насосного агрегата с черпательной муфтой

ФЮРА. 421000.007 С2 Функциональная схема контроля и регулирования

гидромуфт

ФЮРА. 421000.008 С1 Заказная спецификация 2 листа

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АЭС – атомная электростанция;

ЯППУ – ядерная перепроизводящая установка;

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;

ГМ – гидромурфта;

ПВД – подогреватель высокого давления;

ПНД – подогреватель низкого давления;

КГТН – конденсатный гидротурбонасос;

КПД – коэффициент полезного действия;

РППВ – регенеративный подогрев питательной воды;

ПТУ – паротурбинная установка;

ПЭН – питательный электронасос;

СПП – сепаратор пароперегреватель;

ЦВСД – цилиндр высокого среднего давления;

ВСП – верхний сетевой подогреватель;

НСП – нижний сетевой подогреватель.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## ВВЕДЕНИЕ

К текущему моменту сложилась ситуация, что АЭС с реакторами типа РБМК приближаются к своему предельному состоянию. В связи с этим на их замену планируется строительство замещающих АЭС с реакторами типа ВВЭР. В пример можно привести Курскую АЭС-2. Станция сооружается взамен выбывающих из эксплуатации энергоблоков действующей Курской АЭС. Ввод в эксплуатацию двух первых энергоблоков Курской АЭС-2 планируется синхронизировать с выводом из эксплуатации энергоблоков №1 и №2 действующей станции. Застройщик - технический заказчик объекта – ОАО «Концерн Росэнергоатом». Генеральный проектировщик и генподрядчик – АО «НИАЭП» - ЗАО АСЭ - АЭП. В 2012 году были проведены предпроектные инженерные и экологические изыскания по выбору наиболее предпочтительной площадки размещения четырёхблочной станции. На основании полученных результатов выбрана площадка вблизи населенного пункта Макаровка, расположенная в непосредственной близости от действующей АЭС. В первом квартале 2013 года были разработаны материалы Обоснования инвестиций в строительство (ОБИН) и Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС). Указанные документы совместно с материалами обоснования безопасности были представлены на государственную экологическую экспертизу, которая утвердила решение о размещении энергоблоков №1 и №2 Курской АЭС-2 на выбранной площадке строительства. В настоящий момент площадка находится на этапе подготовительного периода к строительству. Ведутся работы по организации территории стройбазы, разработке грунта и устройству фундаментов зданий и сооружений. Завершено строительство автомобильного моста и подъездных дорог. Ведется строительство железнодорожного моста. Ввод в строй четырех энергоблоков станции замещения обеспечит Курскую область и другие регионы страны электроэнергией до конца текущего столетия.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



## 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

К текущему моменту в единой энергосистеме страны складывается ситуация, что атомные станции приближаются к исчерпанию возможности работы в базовом режиме. В связи с этим к вновь вводимым энергоблокам предъявляются повышенные требования маневренности. Отсюда возникает сложная инженерная задача обеспечения работы энергоблока АЭС в маневренном режиме

Повышение эффективности работы АЭС является приоритетной задачей при планировании строительства АЭС, поэтому основным вопросом в дипломном проекте является оценка возможности сокращения потребления собственных нужд в режимах суточного регулирования. Среди крупных потребителей собственных нужд можно выделить насосы технического водоснабжения, главные циркуляционные насосы и насосы питательной установки. В настоящее время на энергоблоке АЭС-2006 предусмотрена установка четырех рабочих и одного резервного электроприводных питательных насосов типа ПЭА 1840-80 производства ОАО «Сумской завод Насосэнергомаш».

Постоянство частоты вращения ротора электродвигателя приводит к тому, что давление питательной воды на выходе насоса является только функцией ее расхода и числа работающих насосов.

Отсутствие регулирования давления питательной воды неизбежно приводит к избыточной его величине даже при номинальной электрической нагрузке энергоблока, что обуславливает увеличение электрической мощности привода питательных насосов по сравнению с необходимой для обеспечения работы парогенераторов АЭС.

Кроме того, значительное дросселирование питательной воды приводит к понижению надежности работы арматуры и трубопроводов.

Большие пусковые токи электродвигателей и неплавный пуск питательных насосов сказывается неблагоприятно на надежности их работы.

Принципиально можно рассматривать следующие типы приводов питательных насосов [2]:

					<b><i>ФЮРА.624100.001 ПЗ</i></b>	<i>Лист</i> <b>8</b>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

*А) Электропривод с регулируемым числом оборотов*

В качестве электропривода питательного насоса с регулируемым числом оборотов могут быть использованы либо электродвигатель с переменным числом пар полюсов, либо электродвигатель с гидромуфтой.

Применение гидромуфты между электродвигателем и насосом позволяет посредством изменения скольжения муфты изменять число оборотов насоса при постоянной скорости вращения электродвигателя.

*Б) Турбинный привод питательного насоса*

Обладая всеми достоинствами электропривода с регулируемым числом оборотов паротурбинный привод имеет и ряд других преимуществ

1. Исключаются проблемы, связанные с созданием и эксплуатацией мощных электродвигателей. Приводная турбина может быть изготовлена на любую мощность, необходимую для обслуживания насосного агрегата 100%-ной производительности;

2. Тепловая экономичность (внутренний относительный КПД) приводной турбины незначительно изменяется при снижении ее нагрузки и скорости вращения (в отличие от гидромуфты);

3. Исключаются потери, обусловленные двукратным трансформированием энергии (в генераторе и трансформаторе);

4. Непосредственное соединение приводной турбины с насосом, т.е. проектирование её на повышенное число оборотов, повышает экономичность турбины и снижает ее стоимость;

5. Для АЭС турбопривод имеет еще и то преимущество, что в случае аварийного обесточивания питание парогенераторов может продолжаться до полного расхолаживания реакторной установки за счет снабжения приводной турбины редуцированным паром.

Основным недостатком турбопривода питательного насоса, ограничивавшим до последнего времени широкое его применение в качестве постоянно действующего агрегата, являлась пониженная по сравнению с электроприводом его надёжность. Кроме того, применение турбопривода питательного насоса усложняет тепловую схему электростанции.

Сказанное свыше до недавнего времени определяло следующее распределение типов приводов в зависимости от их мощности: при мощности менее 8000 кВт – электропривод, при большей мощности – турбопривод.

Во всех случаях необходимо также предусмотреть резерв для турбопривода это обычно питательная установка состоит из двух агрегатов 2 один рабочий другой резервный.

С учетом того, что приводная турбина комплектуется системами её обслуживающими, отдельным конденсатором, конденсатным насосом, то габариты турбопривода кратно больше, чем электропривода. Основные аргументы в пользу электропривода заключаются в том, что электродвигатель дешевле в изготовлении, обслуживании, занимает меньше места. А самое главное – надёжнее, чем паровая турбина.

## 2. ОБОСНОВАНЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 2.2. Выбор турбоустановки

Можно констатировать, что по-прежнему широко распространена точка зрения у разработчиков оборудования для АЭС и у заказчиков этого оборудования как в России, так и за рубежом, относительно преимуществ тихоходных турбин АЭС большой мощности, по сравнению с быстроходными турбинами.

Не ставя под сомнение целесообразность применения быстроходных турбин АЭС как таковых, продолжает муссироваться тема определения максимального уровня мощности турбины, выше которой должны изготавливаться только тихоходные турбины на 1500 об / мин (или 1800 об/мин. в странах, где частота сети 60 Гц).

При этом, для работы на АЭС с низкой расчетной температурой охлаждающей воды,  $t_{ов}$  на уровне  $\sim 18-20^{\circ}\text{C}$ , при давлении в конденсаторе,  $P_k \approx 0,05 \text{ атм}$ , как правило, принятыми на АЭС с градирнями, в качестве предельно целесообразной для применения турбины на 3000 об/мин называется величина мощности 900...1000 МВт.

Результаты, достигнутые ЛМЗ по созданию паровых турбин для АЭС мощностью 1000-1200 МВт, внесли определённые коррективы в величину «пороговой» мощности, целесообразной при применении быстроходной турбины.

Устойчиво высокий уровень эксплуатационной надежности турбоустановок мощностью 1000 МВт с быстроходными турбинами на 3000 об/мин производства ЛМЗ для АЭС, включая турбину, конденсатор, их системы и вспомогательное оборудование турбоустановки, подтвержденный более, чем двадцатилетним опытом эксплуатации, достигнутый коэффициент готовности турбины более 0,99 (при нормативном – не менее 0,98), а в отдельные годы достигавший 1.0, в сочетании с практически равным уровнем экономичности и существенно лучшими массогабаритными характеристиками по сравнению с

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

тихоходными аналогами, позволил перевести обсуждение «вечного» вопроса о выборе быстроходного или тихоходного варианта турбины АЭС мощностью 1000 *MВт* в плоскость сравнения их по тепловой экономичности и технико-экономическим показателям блоков АЭС в целом.

Применение апробированных в серии турбин 1000 МВт решений, позволило ЛМЗ разработать турбоустановку типа К-1200-6,8/50 с быстроходной турбиной мощностью 1200 МВт для работы в блоках АЭС-2006. Новая турбина ЛМЗ ничуть не уступает по техническим характеристикам зарубежным турбоустановкам с тихоходными турбинами, но имеет меньшие весовые характеристики и стоимостные показатели.

Таким образом, граница целесообразного применения быстроходного турбоагрегата работающего при глубоком вакууме в конденсаторе была увеличена с 900-1000 МВт до 1200 МВт. И, что особенно важно, это было осуществлено на основе сравнения характеристик турбоустановок с быстроходными и тихоходными турбинами, спроектированными для работы их в блоке АЭС при полностью идентичных условиях, включая тепловую мощность РУ, параметры свежего пара и температуру охлаждающей воды, а, значит, и величину вакуума в конденсаторе.

При дальнейшем увеличении единичной мощности энергоблоков отметим следующие обстоятельства:

1) Все турбины мощностью больше 1200 МВт, установленные на действующих блоках АЭС в мире, - тихоходные и преодоление этой «планки» быстроходными турбинами, даже отвлекаясь от технической стороны вопроса, а имея в виду только психологическую готовность к этому Заказчика, учитывая опыт предшествующих лет, может растянуться на десятилетия.

2) После завершения в России работ по созданию отечественного реактора нового поколения, вероятно, будет продолжена программа по вводу блоков АЭС мощностью ~ 1600 МВт и более.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

### 2.3. Выбор способа регулирования расхода питательной воды

При определении способа регулирования расхода питательной воды критерием выбора служат несколько факторов. Первый фактор это экономическая эффективность регулирования. Вторым фактором минимальные габариты оборудования. Третьим критерием надежность оборудования.

В настоящее время на энергоблоке АЭС-2006 предусмотрена установка четырех рабочих и одного резервного электроприводных питательных насосов типа ПЭА 1840-80 производства ОАО «Сумской завод Насосэнергомаш».

Постоянство частоты вращения ротора электродвигателя приводит к тому, что давление питательной воды на выходе насоса является только функцией ее расхода и числа работающих насосов.

Отсутствие регулирования давления питательной воды неизбежно приводит к избыточной его величине даже при номинальной электрической нагрузке энергоблока, что обуславливает увеличение электрической мощности привода питательных насосов по сравнению с необходимой для обеспечения работы парогенераторов АЭС.

Кроме того, значительное дросселирование питательной воды приводит к понижению надежности работы арматуры и трубопроводов. Большие пусковые токи электродвигателей и неплавный пуск питательных насосов сказывается неблагоприятно на надежности их работы.

Возможным решением, приводящим к уменьшению затрат электроэнергии на собственные нужды, а, следовательно к увеличению электрической мощности нетто энергоблока АЭС и повышению надежности работы оборудования является применение гидромуфт на питательных электроприводных насосах.

Выход питательных насосов объединен одним коллектором, после которого по двум ниткам через две ступени ПВД вода подается на другой коллектор, далее по четырем ниткам через регулирующие питательные клапаны (РПК) питательная вода подается на четыре парогенератора. Такая схема реализована на АЭС Тяньвань (рисунок.1).

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 15
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

При номинальной электрической мощности энергоблока давление воды на выходе из питательных насосов составляет  $92 \text{ кгс/см}^2$ , давление генерируемого пара в парогенераторах составляет около  $62 \text{ кгс/см}^2$ . При этом гидравлическое сопротивление трассы питательные насосы - РПК не превышает  $5 \text{ кгс/см}^2$ . Требуемое значительное дросселирование питательной воды в РПК (более  $20 \text{ кгс/см}^2$ ) приводит к необходимости установки с целью обеспечения надежного питания парогенераторов дорогих РПК зарубежной поставки.

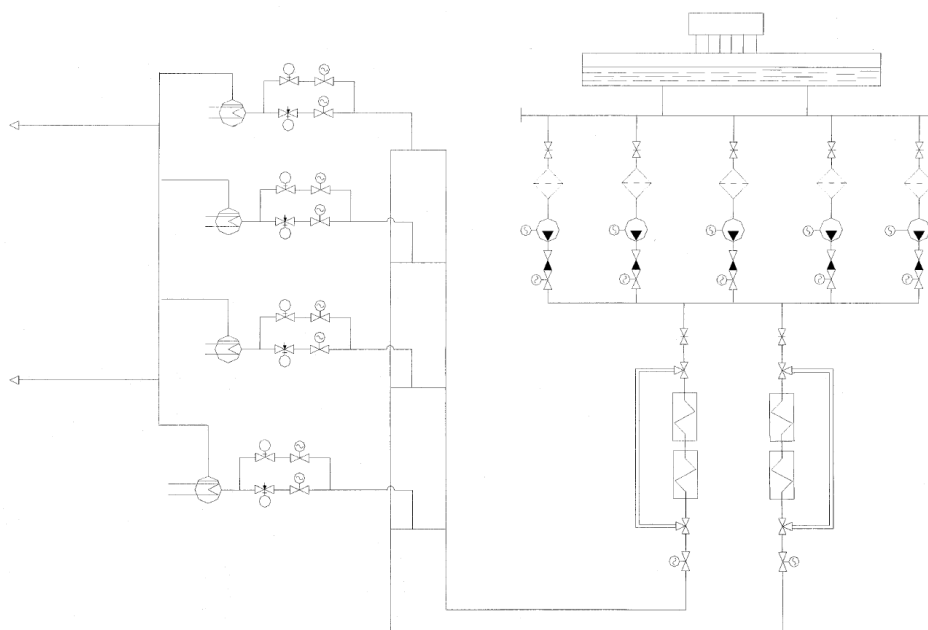


Рисунок 1 – Принципиальная схема тракта деаэртор-парогенератор АЭС-2006 [2]

При электрической нагрузке  $0,48 N_{ном}$  перепад давления на РПК превышает  $40 \text{ кгс/см}^2$ . В результате электрическая мощность привода питательных насосов оказалась более, чем на 4 МВт выше, чем это необходимо для обеспечения надежной работы парогенераторов. В итоге экономическая эффективность применения электропривода питательных насосов по сравнению с турбоприводом существенно снизилась. По всей видимости, экономическое преимущество электропривода питательных насосов по сравнению с турбоприводом из-за неоптимального выполнения первого не было реализовано на АЭС Тяньвань [2].

Стоит указать, что возможность менять частоту вращения питательного насоса является инструментом регулирования мощности турбины по методу скользящего начального давления. В регулировании по указанному методу начальное давление меняется путем изменения числа оборотов питательного насоса. При снижении мощности блока уменьшается подача питательной воды при открытых регулирующих клапанах. При этом процесс расширения в турбине смещается в область, где влажность меньше, КПД ступени растет. Такое регулирование применяется как на базовых, полупиковых и пиковых объектах электроэнергетики.

Рассматривая процесс пуска энергоблока, по мере увеличения расхода питательной воды последовательно включаются насосы и при номинальном расходе в работе находятся четыре насоса. Как следует из опытных данных при номинальном расходе питательной воды 6400 т/час ее давление после насосов составляет около  $93 \text{ кгс} / \text{см}^2$ .

При давлении генерируемого пара в парогенераторах  $72 \text{ кгс} / \text{см}^2$  общий перепад давлений по тракту питательные насосы-парогенератор составляет  $21 \text{ кгс} / \text{см}^2$ . При номинальном расходе питательной воды общее гидравлическое сопротивление оценено на уровне  $10 \text{ кгс} / \text{см}^2$  (без потери давления в РПК). Таким образом необходимый перепад давлений на РПК составляет около  $11 \text{ кгс} / \text{см}^2$ .

Столь значительный перепад давлений может привести к необходимости установки РПК, которые не подвержены значительным эрозионным повреждениям, а это связано с увеличением их стоимости.

Приводимые значения имеют в основе оценочный характер. Не исключено, что фактические перепады давлений могут оказаться больше.

Также, несмотря на то, что по экономическим соображениям АЭС целесообразно эксплуатировать в базовом режиме, тем не менее, согласно новым «Системным требованиям» энергоблок должен обеспечивать надежную работу в интервале 20-100% номинальной нагрузки.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Очевидно, что несмотря на наличие четырех питательных насосов требуемый перепад давлений на РПК может оказаться больше, чем указано выше.

В силу сказанного, целесообразно иметь возможность регулировать частоту вращения насоса с целью снижения перепада давлений на РПК [2].

Одним из технически наиболее отработанных способов является применение гидромуфт. Наибольший прогресс в создании надежных гидромуфт был достигнут фирмой «Фойт Турбо».

Согласно опубликованным данным по динамическим характеристикам гидромуфты принципиально могут обеспечивать различные режимы, связанные с резким увеличением или уменьшением расхода питательной воды [3].

Тем не менее, при установке гидромуфт на питательных насосах должны предусматриваться РПК в схеме питания парогенераторов АЭС.

Дело в том, что в реальности обеспечить абсолютную гидравлическую равномерность невозможно, поэтому, в частности, давления генерируемого пара в парогенераторах различаются. Кроме того, в конкретном парогенераторе могут изменяться условия работы.

Важнейшим вопросом является выбор перепада давлений в РПК. При этом расчетные обоснования должны быть подтверждены опытом эксплуатации.

На АЭС ВВЭР-1000 реализованы питательные насосы с турбоприводом, при котором давление питательной воды может устанавливаться оптимально. По данным, в частности, Балаковской АЭС, эксплуатационный персонал сохраняет на максимальной электрической нагрузке энергоблока перепад давлений на РПК на уровне 8-10 кгс/см<sup>2</sup>, на третьем энергоблоке Ровенской АЭС - 12-15 кгс/см<sup>2</sup>, на третьем энергоблоке Калининской АЭС доходит до 20 кгс/см<sup>2</sup>. Объясняется это, в частности, тем, что эксплуатационный персонал стремится иметь открытие РПК на уровне 60-70% с тем, чтобы при необходимости в различных нештатных ситуациях иметь возможность резкого изменения расхода питательной воды. На это решение оказывает влияние некоторое опасение не справиться с ситуацией при полностью открытых РПК за счет работы автоматики турбопривода.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Отсюда можно сделать вывод, что реальная расходная характеристика РПК, уровень автоматизации, опыт эксплуатационного персонала оказывает значительное влияние на степень открытия РПК при номинальной электрической мощности энергоблока, а, следовательно, на перепад давлений на РПК.

По всей видимости, не следует ориентироваться на работу при номинальной мощности с полностью открытыми РПК. Предварительно можно принять, что в наиболее благоприятном случае перепад давлений на РПК может быть снижен вплоть до 1 кгс/см<sup>2</sup>.

В таблице 1 приведены характеристики гидромуфты 682SVNL33G фирмы «Фойт Турбо», которая соответствует питательному насосу ПЭА 1840-80 мощностью 4900 кВт при  $n = 2980 \text{ об / мин}$  [3]. В режиме работы с максимальной частотой вращения 2900 об/мин (скольжение 2,67 %) КПД гидромуфты (включающий гидравлические и механические потери) составляет 96,2%.

Таблица 1 – Характеристики гидромуфты 682 SVNL 33G

Мощность привода, %	Скорость ПЭНа, об/мин	Скольжение, %	Положение черпака, %	Суммарные потери в ГМ, кВт	Гидравлические потери, кВт	Механические потери, кВт	КПД ГМ, %	Снижение напора ПЭНа, %
100	2900	2,68	100	188	114,2	73,8	96,2	5,2
95	2751	7,68	75,7	352	261,8	90,2	92,8	14,8
90	2606	12,55	65,8	474	374,4	99,6	90,3	23,5
85	2462	17,38	60,0	563,1	456,5	105,7	88,5	31,7
80	2317	22,25	55,1	642,6	531,3	111,3	86,9	39,5

Это означает, что при мощности привода питательного насоса 4900 кВт потери электрической мощности при наличии гидромуфты составят около 200 кВт.

При понижении частоты вращения КПД гидромуфты снижается и при снижении напора питательного насоса на  $10 \text{ кгс/см}^2$  КПД гидромуфты находится на уровне 94% (потери электрической мощности при номинальном расходе питательной воды около 290 кВт).

Суммарное гидравлическое сопротивление трассы питательный насос-парогенератор принято равным  $11 \text{ кгс/см}^2$ , где

$7 \text{ кгс/см}^2$  - потеря давления питательной воды трассы без РПК;

$1 \text{ кгс/см}^2$  - потеря давления в РПК;

$3 \text{ кгс/см}^2$  - потеря давления в парогенераторе плюс высота столба жидкости до парогенератора.

Таким образом, при номинальном расходе пара при установке гидромуфты давление питательной воды на выходе насосов может быть снижено на  $10 \text{ кгс/см}^2$ .

При понижении давления воды после питательных насосов уменьшается мощность их привода, что несколько изменяет условия работы ПВД-6,7 турбоустановки и одновременно изменяются условия работы КГТН, осуществляющего подачу конденсата греющего пара второй ступени промперегрева СПП в тракт питательной воды.

Для принятия решения по установке гидромуфт на питательных насосах большое значение имеет наличие опыта их эксплуатации на отечественных и зарубежных электростанциях.

В России имеется опыт эксплуатации гидромуфт фирмы «Фойт Турбо». Например, в 2002 г. на питательном насосе ПЭ 500-180 Уфимской ТЭЦ-2 была поставлена гидромуфта 620 SVNL33G. По данным штатных приборов уменьшение расхода электроэнергии на привод питательных насосов составило около 11%[2].

За период эксплуатации на ТЭЦ гидромуфта зарекомендовала себя как надежное устройство, позволяющее выдерживать заданные параметры на узлах питания котлов. В последние годы Группа Компаний ПРОФЭНЕРГО активно внедряет гидромуфты фирмы «Фойт Турбо» в приводах питательных насосов отечественных электростанций.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В частности, гидромуфта типа 620 SVNЛ33G внедрена на ТЭЦ-8, ТЭЦ-20 и ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго», на Среднеуральской ГРЭС и на Невинномысской ГРЭС. Гидромуфта типа 562 SVTL12.1 внедрена на ТЭЦ-20 ОАО «Мосэнерго».

Значительное распространение гидромуфты фирмы «Фойт Турбо» получили на зарубежных электростанциях, в частности, на АЭС. Гидромуфта устанавливается, в основном, на питательных насосах. Следует обратить внимание, что на зарубежных АЭС применяются высокооборотные питательные насосы. Судя по последним техническим решениям на зарубежных АЭС начинают все в большей степени использоваться электроприводные питательные насосы с гидромуфтами. В частности, эти решения применяются на новейшей АЭС EPR «Фламанвиль» электрической мощностью 1600 МВт и на АЭС в Китае. Единичная мощность привода питательного насоса достигает 6-10 МВт.

На основании опыта эксплуатации отмечаются следующие преимущества применения гидромуфт фирмы «Фойт Турбо» [3]:

- регулирование частоты вращения обеспечивает больший КПД нетто турбоустановки по сравнению с дроссельным регулированием;
- снижается износ РПК;
- высокая скорость реакции и точность регулирования;
- простое управление и техобслуживание;
- гидродинамическая передача энергии практически без износа рабочих частей;
- щадящий режим работы приводного двигателя и материала частей оборудования за счет плавного ускорения рабочей машины;
- пригодность к эксплуатации в различных окружающих условиях;
- снабжение маслом подключенных агрегатов;
- отсутствие механической связи между приводом и рабочей машиной во время эксплуатации;
- демпфирование крутильных колебаний и ударов;
- Коэффициент готовности ГМ составляет 99,8%

					<b><i>ФЮРА.624100.001 ПЗ</i></b>	<i>Лист 21</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

## 2.4. Постановка задачи

Проектируемая станция планируется к вводу одновременно с выводом 1-го и 2-го блока Курской АЭС, т.к. выводимые энергоблоки приближаются к своему предельному состоянию. Приведем график ввода и вывода установленной мощности АЭС на период 2000-2020 г. [9].



Рисунок 2 – График установленной мощности АЭС [8]

Из рисунка 2 видно, что с 2005 года начинается вывод установленной мощности АЭС из энергосистемы по причине достижения предельного состояния энергоблоков. С 2014 года начинается демонтаж выведенных мощностей. При этом установленная мощность непрерывно растет из года в год. Для сохранения тенденции развития на замену выбывающим мощностям вводятся новые мощности на соседних площадках, например на Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2 и Курской АЭС-2. Задачей дипломного проекта является проектирование новой АЭС, замещающей мощности Курской АЭС, с повышенными маневренными характеристиками и новой турбогенераторной установкой К-1200-6,8-25.

## 2.5. Исходные данные

Зададимся начальными данными, отталкиваясь от требований к вновь вводимым энергоблокам. Основные расчетные параметры оборудования принимает исходя из характеристик определенных по [8, 9, 10].

Таблица 2 – Характеристики турбины и схемы турбоустановки

Прототип энергоблока с реактором	ВВЭР-1200
Структура турбины	ЦВСД +2 ЦНД
Схема системы регенерации турбоустановки	4 ПНД +Д + 2 ПВД
Структура СПП	С+ПП1+ПП2
Схема включения Д	Самостоятельная
Номинальная электрическая мощность $N_э^{ном}$ , <i>MВт</i>	1200
Тепловая нагрузка энергоблока, <i>MВт</i>	300
Температурный график теплосети, °С / °С	150/70
Схема системы теплофикационной установки	ВСП + НСП
Месторасположения АЭС	г. Курчатов

Таблица 3 - Основные расчетные параметры

Тепловая мощность ЯППУ $Q_{яппу}$ , <i>MВт</i>	3312
Начальное давление $P_0$ , <i>МПа</i>	6,8
Начальная температура $t_0$ , °С	283,8
Номинальная степень сухости (относительная влажность) пара перед блоками клапанов ВД	0,995 $x = 0,5 \%$
Давление в конденсаторе $P_k$ , <i>кПа</i>	5,0
Температура питательной воды $t_{пв}$ , °С	225
Расчетная величина расхода охлаждающей воды $G_{ов}$ , $м^3 / с$	40,8
Давление в деаэраторе $P_d$ , <i>МПа</i>	1,1

Продолжение таблицы 3

Температура пара после промежуточного перегрева, °C	Не менее 270,5
Степень сухости (влажности) после сепарационной части СПП	0,998
Расчетная температура охлаждающей воды, °C	20
Максимальная мощность ТФУ, МВт	300

Условные обозначения:

- $P_0$  – начальное давление, МПа;
- $t_0$  – начальная температура, °C;
- $P_k$  – конечное давление, МПа;
- $t_{на}$  – температура питательной воды, °C;
- $P_0$  – давление в деаэраторе, МПа;
- $N_9^{ном}$  – номинальная электрическая мощность, МВт.

Примечание:

Прототип – тип серийного энергоблока, на который следует ориентироваться при разработке схемных и компоновочных решений.

## 2.6. Выбор дополнительных исходных данных

1. Диапазон регулирования турбины 100 – 20 %  $N_9^{ном}$  (соответствует диапазону мощности реакторной установки  $Q_{янтп} = 100 \div 22,1$  %). Деаэратор питается из отбора турбины при давлении пара в отборе свыше  $7 \text{ кг} / \text{см}^2$ . При давлении пара в отборе менее  $7 \text{ кг} / \text{см}^2$  питание деаэратора переводится на БРУ-Д.

2. В схеме ТФУ организуется переохлаждение дренажа из пикового и основного бойлеров ТФУ. Конденсат греющего пара из системы ТФУ возвращается путем закачки в тракт основного конденсата за ПНД-3, при этом предусматривается переключение на сброс в конденсатор, в случае возникновения режима с отключенным ПНД-3.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 6.2. Расчет ежегодных эксплуатационных издержек на АЭС

Определим ежегодные эксплуатационные издержки АЭС в случаях с гидромуфтой и без:

$$I_{АЭС} = I_T + I_A + I_{ЗП} + I_{ТР} + I_{ПР};$$
$$I_{АЭС.ГМ} = I_T + I_A + I_{ЗП} + I_{ТР} + I_{ПР} + I_{ГМ},$$

где  $I_T$  – ежегодные издержки на топливо при плановой загрузке установленной мощности АЭС [14, стр.237], [15, стр.196];

$I_A$  – амортизационные отчисления [14, стр.237], [15, стр.239];

$I_{ЗП}$  – заработная плата [14, стр.239], [15, стр.328];

$I_{ТР}$  – текущий ремонт [14, стр.240], [15, стр.346];

$I_{ПР}$  – прочие расходы;

$I_{ГМ}$  – издержки на эксплуатацию гидромуфт.

Определим ежегодные издержки на топлива  $I_T$

$$I_T = B_{год} \cdot (C_T + C_{выд}),$$

где  $B_{год}$  – годовой расход ядерного топлива, т;

$C_T = 140000$  – цена 1 кг ядерного топлива с заданной степенью обогащения с учетом стоимости изготовления ТВЭЛов и транспортных расходов [23];

$C_{выд} = 28000$  – стоимость выдержки отработанного горючего в бассейнах АЭС, [16].

$$B_{год} = \frac{Q_P \cdot 365 \cdot K_y}{\bar{B}},$$

где  $Q_P$  – тепловая мощность ядерного реактора, МВт;



$\bar{B} = 47,9 \text{ MВт} / (\text{сут} \cdot \text{кг})$  – средняя глубина выгорания ядерного топлива,  
 $\text{MВт} / (\text{сут} \cdot \text{т})$ ;

$K_y = 7000 / 8760 = 0,913$  – коэффициент использования установленной мощности;

$$B_{\text{год}} = \frac{3312 \cdot 365 \cdot 0,913}{47,9} = 23,05 \text{ т};$$

$$I_T = 23,05 \cdot 10^3 \cdot (140000 + 28000) = 3,872 \text{ млрд.руб.}$$

Ежегодные амортизационные отчисления определяются как:

$$I_A = \frac{H_A}{100} \cdot K_{\text{АЭС}}, \text{ млрд.руб.},$$

где  $K_{\text{АЭС}}$  – капиталовложение в проектируемую АЭС, млрд.руб. ;

$H_A$  – норма амортизации основных фондов АЭС, принимается равной 3 %;

По данным источника [9] стоимость установленного кВт составляет в настоящее время 3850 \$. Определим капиталовложения в проектируемую АЭС

$$K_{\text{АЭС}} = 3850 \cdot 65 \cdot N_{\text{эном}} = 3850 \cdot 65 \cdot 1109 \cdot 10^3 = 277,6 \text{ млрд.руб.};$$

$$I_A = \frac{H_A}{100} \cdot K_{\text{АЭС}} = \frac{3}{100} \cdot 277,6 = 8,33 \text{ млрд.руб.}$$

Издержки на заработную плату персонала

$$I_{\text{ЗП}} = K_{\text{шт}} \cdot \Phi_{\text{ЗП}} \cdot \alpha_{\text{СС}} \cdot N_y \cdot \text{млн.руб}$$

где  $K_{\text{шт}} = 1,2$  – штатный коэффициент, чел / МВт;

$\Phi_{\text{ЗП}} = 6204 \cdot 40 = 248,2 \text{ тыс.руб}$  – среднегодовой фонд заработной платы на одного человека 40 МРОТ;

$\alpha_{\text{СС}}$  – коэффициент, учитывающий единый социальный налог, принимается равным 1,26;

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 91
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$N_y$  – установленная мощность АЭС, МВт.

$$I_{ЗП} = 1,2 \cdot 248,2 \cdot 1,26 \cdot 1109 = 416,2 \text{ млн.руб}$$

Ежегодные издержки на текущий ремонт и прочие затраты можно укрупненно оценить следующим образом

$$I_{ТР} = 0,2 \cdot I_{АМ} = 0,2 \cdot 8,32 = 1,665 \text{ млрд.руб};$$

$$I_{ПР} = 0,35 \cdot I_{АМ} = 0,35 \cdot 8,32 = 2,915 \text{ млрд.руб}.$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию гидромуфт

$$I_{ТР} = H_{ГМ} \cdot \frac{\Delta K_{сн}}{100} = 3 \cdot \frac{350}{100} = 10,5 \text{ млн.руб}.$$

Годовые издержки АЭС составят без муфты и муфтой составят

$$I_{АЭС} = I_T + I_A + I_{ЗП} + I_{ТР} + I_{ПР} = \\ = 3,872 + 8,327 + 0,416 + 1,665 + 2,915 = 17,195 \text{ млрд.руб};$$

$$I_{АЭС.ГМ} = I_T + I_A + I_{ЗП} + I_{ТР} + I_{ПР} + I_{ГМ} = \\ = 3,872 + 8,327 + 0,416 + 1,665 + 2,915 + 0,0105 = 17,206 \text{ млрд.руб}.$$

Сведем эксплуатационные издержек в таблицу 13.

Таблица 15 - Эксплуатационные издержки АЭС

Издержки	Без ГМ	С ГМ
Топливные издержки $I_T$ , млрд.руб	3,872	3,872
Амортизационные отчисления $I_A$ , млрд.руб	8,327	8,327
Заработная плата $I_{ЗП}$ , млрд.руб	0,416	0,416
Текущий ремонт $I_{ТР}$ , млрд.руб	1,665	1,665
Прочие расходы $I_{ПР}$ , млрд.руб	3,117	3,117
Эксплуатация гидромуфт $I_{ГМ}$ , млрд.руб	0	0,0105
<b>Итого</b>	<b>17,195</b>	<b>17,206</b>

### 6.3. Оценка экономического эффекта от внедрения гидромуфт

Определим себестоимость отпущенной электроэнергии

$$C_{Эст} = \frac{I_{АЭС}}{\mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{снСТ}} = \frac{17,195 \cdot 10^9}{7,803 \cdot 10^9 - 4,622 \cdot 10^8} = 2,342 \text{ руб} / (\text{кВт} \cdot \text{ч});$$

$$C_{Эн} = \frac{I_{АЭС.ГМ}}{\mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{снН}} = \frac{17,206 \cdot 10^9}{7,803 \cdot 10^9 - 4,175 \cdot 10^8} = 2,331 \text{ руб} / (\text{кВт} \cdot \text{ч}),$$

где  $\mathcal{E}_{выр} = 7,803 \cdot 10^9$  – годовая выработка электроэнергии,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ ;

$\mathcal{E}_{снСТ} = 4,622 \cdot 10^8$  – годовое потребление электроэнергии на собственные нужды без гидромуфт,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ ;

$\mathcal{E}_{снН} = 4,175 \cdot 10^8$  – годовое потребление электроэнергии на собственные нужды с гидромуфтами,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ .

Определим снижение себестоимости электроэнергии после установки гидромуфт

$$\Delta C_{ЭЭ} = C_{Эст} - C_{Эн} = 2,342 - 2,331 = 0,011 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

### 6.4. Определение срока окупаемости гидромуфт

Рассчитаем срок окупаемости капиталовложений в гидромуфту с учетом ставки дисконтирования и без.

Без учета дисконтирования:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K_{сн}}{\Delta C_{ЭЭ} \cdot \mathcal{E}_{выр}} = \frac{350 \cdot 10^6}{0,011 \cdot 7,803 \cdot 10^9} = 4,17 \text{ года}.$$

С учетом дисконтирования

Так как установка гидромуфт производится сразу, то капиталовложения в гидромуфту не дисконтируются, в отличие от экономии за счет сокращения собственных нужд.

Составим и решим уравнение относительно  $T_{ок}^Д$ :

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}^Д} \frac{\Delta C_{ЭЭ} \cdot Э_{вып}}{(1+r)^t} - \Delta K_{сн} = 0,$$

где  $r = r_o + r_{риск} = 0,08 + 0,025 = 0,105$  – относительная доходность по государственным облигациям

$r_o = 0,08$  – относительная доходность по государственным облигациям

$r_{риск} = 0,025$  – риск;

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}^Д} \frac{0,011 \cdot 7,803 \cdot 10^9}{(1+0,105)^t} - 350 \cdot 10^6 = 0;$$

$$T_{ок}^Д = 5,79 \text{ лет.}$$

В результате технико экономического расчета определен срок окупаемости капиталовложений, направленных на снижение потребления собственных нужд. Срок окупаемости с учетом ставки дисконтирования составил 5,79 лет, что говорит об эффективном вложении средств в установку гидромффт.

					<b>ФЮРА.624100.001 ПЗ</b>	Лист 95
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		